



Principales experiencias de un proyecto piloto de **recuperación asistida camino a la masificación**



Por **Ing. Jorge M. Buciak**, Gerente de Ingeniería y Explotación, CAPSA-Capex

En este trabajo se demuestra que la tecnología de inyección del polímero con agua de inyección es posible y que su utilización en la Cuenca del Golfo San Jorge logra incrementar la producción, reducir el agua producida y aumentar los factores de recuperación.

Realizar un proyecto piloto de recuperación asistida en áreas maduras y marginales es una tarea que requiere mucho esfuerzo colectivo y dedicación. Este tipo de emprendimientos solo es posible si se cuenta con el compromiso y la visión compartida del personal operativo y de las máximas autoridades de la organización.

Las personas que han apoyado el proyecto son los verdaderos artífices del éxito logrado por lo que este artículo no hace más que reflejar lo hecho por ellos.

Síntesis del proyecto

Hemos probado por primera vez que la inyección de polímeros en forma continua con el agua de inyección es una tecnología viable y sustentable para ser utilizada en la Cuenca del Golfo San Jorge como técnica para incrementar la producción y las reservas y disminuir el porcentaje de agua producida.

El proyecto piloto comenzó hace ocho años y, actualmente, 25 inyectores reciben 3.200 m³/día de agua con 5,5 ton/día de polímeros. Los pozos productores afectados al proyecto son 50.

Como resultado, en los pozos centrales se logró incrementar la producción de petróleo en más de un 100%, se disminuyó un 6% el agua producida (pasando del 97,3% al 91,3%). Además se incrementarán los factores de recuperación en aproximadamente un 7%.

A la fecha, se han inyectado más de 7.000 toneladas de polímero y la inversión total efectuada es del orden de USD 40 millones. Por sus condiciones, entendemos que este es el proyecto más grande en explotación de América latina.

Fundamentos técnicos sobre la inyección de polímeros

El control de movilidad es un término genérico para describir cualquier proceso donde se alteran las velocidades relativas de los fluidos inyectados (agua, en este caso, como fase desplazante) y desplazados (petróleo) que se mueven en el reservorio. En definitiva, el objetivo es mejorar la eficiencia volumétrica de barrido mediante el control de movilidad.

Estos químicos (poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas) incrementan la viscosidad aparente del agua y reducen la permeabilidad efectiva de la roca al fluido inyectado para tratar de direccionar mejor el agua. Como resultado, se logra un incremento de la producción y de los factores de recuperación y una disminución del agua producida.

Descripción del proyecto

El proyecto comenzó en octubre de 2007 con 5 pozos inyectores (actualmente son 25), una inyección de 900 m³/d (actualmente 3200 m³/d), en una zona madura de recuperación secundaria por inyección de agua, con más de quince años de historia de inyección y treinta años de explotación primaria previa. El agua es la misma que la utilizada en todo el campo y proviene de los pozos productores luego de un tratamiento (*skimmeado*). Esta agua



posee una salinidad equivalente de 15.000 ppm de NaCl, y se utilizan 1200 ppm de poliacrilamida para generar una viscosidad objetivo de 25 cp. Actualmente, por un período prolongado, estamos trabajando con 40/50 cp.

El reservorio está ubicado en la provincia del Chubut a una profundidad promedio de 950 m. Por recuperación primaria (empuje de gas disuelto), el factor de recuperación de petróleo fue del 12%; por inyección de agua se incrementó un 11% y por inyección de agua con polímeros se espera obtener un 7% incremental. El reservorio es heterogéneo con una permeabilidad promedio de 500 md, el petróleo tiene una viscosidad de 150 cp en condiciones de reservorio y 20° API.

La relación de movilidades entre el agua y el petróleo es de 100; con agua más polímero, esta relación baja hasta aproximadamente 10; la relación ideal debería ser de 1 o menor, pero el consumo de producto en estas condiciones haría inviable el proyecto, sumado a la alta viscosidad que podría generar problemas de baja inyectividad.

El diseño conceptual “preliminar” para este proyecto fue realizado en conjunto por profesionales de la compañía con el asesoramiento de un laboratorio externo (SUR-TEK de los Estados Unidos), donde se efectuaron los ensayos preliminares.

La poliacrilamida se importa desde China, debido a que en la Argentina no se fabrica este producto a la escala necesaria para su consumo industrial. Las instalaciones de dilución inicialmente fueron desarrolladas en el nivel local por profesionales de la compañía en conjunto con empresas de servicios (entre ellas se destacó Sabinur S.A.).

Al costo/inversión que poseen los proyectos de recuperación secundaria tradicionales se deben agregar los químicos, los costos de dilución y los *pullings* incrementales en los pozos productores (debido, principalmente, a la mayor cantidad de arena producida).

Como consecuencia de lo mencionado, ante bajos precios de venta del petróleo, proyectos de este tipo habitualmente se suspenden y se retoman cuando el precio sube, con su consiguiente pérdida de continuidad.

En estos proyectos de inyección de químicos, luego de una inversión inicial en instalaciones de hidratación y di-

lución del polímero, la producción incremental está ligada directamente a la viscosidad que se inyecta. Se suele hablar de “petróleo producido” por “toneladas de producto inyectado” y actualmente ese indicador es de 30 m³/ton en las zonas centrales, con suficiente historia de inyección, y de 10 m³/ton en las zonas con poca historia o periféricas. El proyecto se termina cuando se deja de inyectar polímeros y se pierde rápidamente esa producción incremental, esto se debe a que se vuelve a las relaciones de movilidades iniciales, tornándose nuevamente ineficiente. Por esa razón, los proyectos de inyección de polímeros son de inversión continua.

Lecciones aprendidas

Hemos tenido muchos problemas que pusieron a prueba la viabilidad del proyecto, entre ellos podemos mencionar:

Incremento del número de intervenciones de *pulling*: un problema fue que al incrementar la viscosidad del agua en el reservorio, se producía mayor movimiento de la arena. Esto hacía aumentar el número de *pullings*, lo cual incrementaba los costos. Solución: el desarrollo de una “PCP especial con Sistema de Transmisión Lubricado” ideado por personal de la Compañía. Así se pasó de 2,5 a 1,3 *pulling*/pozo/año (en los proyectos de recuperación secundaria el promedio es 1 *pulling*/pozo/año).

Desequilibrio en la presión de admisión de los inyectores: en China y Canadá usan, principalmente, una bomba por pozo inyector al no poder regular los cau-

dales sin romper las cadenas poliméricas. Esta situación encarece los egresos de los proyectos (debido a la inversión y el mantenimiento). Esto se debe a que las válvulas convencionales de regulación generan un esfuerzo de corte tal que rompe el polímero, con la consecuente pérdida de viscosidad. Solución: se fabricaron “rulos” con proveedores locales para equilibrar la presión entre los pozos inyector. Los rulos demostraron que proveen una adecuada pérdida de carga sin romper la cadena de polímero.

Canalizaciones en los pozos inyector: debido a lo indicado anteriormente, se produjeron canalizaciones en el reservorio. Solución: elaboramos nuestra propia “receta” de geles con el polímero y el agua de cada zona, aprendiendo a determinar qué consistencia se requiere en cada caso y qué formulación de *crosslinker* es la adecuada. Con los geles así formados, por administración, en la mayoría de los casos se logró obturar esas canalizaciones (se efectúan un promedio de diez tratamientos por año).

Utilización de instalaciones existentes iniciales para escalar el proyecto: hemos probado la factibilidad de utilizar instalaciones de solución concentrada (denominada solución madre) para generar viscosidades elevadas y luego diluir el agua con el propio sistema de inyección. De esta manera se ahorra en energía eléctrica e instalaciones, ya que utilizamos la energía del sistema de recuperación secundaria, generamos una formulación de 3600 ppm aproximadamente para luego llegar a los inyectores con la formulación precisa que necesita cada pozo. Así estamos trabajando desde hace más de cuatro años.



Altos costos en polímeros: al principio, con 1500 ppm generábamos 20 cp con el polímero FLOPAAM 3630 S de SNF, este producto se utiliza en el 80% de este tipo de proyectos en el mundo. Solución: nuestro proveedor principal, SNF, que ha apoyado el proyecto desde el inicio, ha desarrollado en conjunto con nosotros un “polímero especial” para las permeabilidades y salinidades de los complejos superiores de la Cuenca del Golfo San Jorge, el producto es una solución con concentración idéntica que desarrolla la misma viscosidad pero con un 25% menos de consumo.

Actualmente existen otras líneas de trabajo que están en pleno proceso de desarrollo que, próximamente, podrían ayudar a disminuir aún más los costos. Estas investigaciones seguramente formarán parte de otra publicación.

Importancia de la continuidad en estos proyectos pilotos

En los Estados Unidos hay muy pocos antecedentes de proyectos similares, las bajas cíclicas del precio del petróleo han conspirado contra su continuidad en el tiempo. Actualmente esto se puede observar claramente en la baja abrupta de los equipos que estaban perforando para operaciones no convencionales en dicho país.

Debido a que no existían proyectos similares en América del Sur, a fin de acelerar el avance de nuestra curva de aprendizaje con la incorporación de la experiencia de proyectos prolongados, debimos efectuar intercambios de conocimientos con operadores en China donde existe historia y desarrollo de *expertise* en proyectos masificados (mayores de veinte años, yacimiento con 400 pozos inyectores, 60 tn/día de polímeros). En este país el costo es más bajo debido a la producción *in-situ* del químico y el bajo costo de la mano de obra.

Recientemente, efectuamos un intercambio con operadores de Canadá, donde ya tienen proyectos con tiempo

de explotación similar al nuestro (historia de diez años, con 500 pozos en inyección de polímero, con un consumo de 50 ton/d). En estos intercambios nos beneficiamos mutuamente, ya que cada uno comparte la experiencia recogida y todos reducimos tiempos e inversión improductiva.

Indudablemente es altamente beneficioso para la Cuenca del Golfo San Jorge y para la Argentina evitar la suspensión de este tipo de proyectos en tiempos de precios de venta bajos, dado que es necesario recorrer la curva de aprendizaje lógica y necesaria para llegar a la tan ansiada “masificación”.

Hemos trasladado la experiencia recogida a la industria local e internacional mediante la publicación de distintos trabajos técnicos y presentaciones en relación con este proyecto:

- 2012. *PCP con Sistema de Transmisión Lubricado* por Leoncio del Pozo. 1^{er} Premio a la Innovación Tecnológica-IAPG Comodoro Rivadavia. (patente: <http://www.google.com/patents/US20120034120>)
- 2013. *Hablemos de recuperación asistida*, conferencia de J. Buciak en: Congreso de Producción IAPG Rosario (premio especial); Universidad Nacional de Buenos Aires, SPE Buenos Aires; y Universidad Nacional San Juan Bosco.
- 2013. *Polymer Flooding Pilot Learning Curve*. Paper SPE 166255 por J. Buciak, G. Fondevila y L. del Pozo. Congreso Internacional (*Society of Petroleum Engineers*), Nueva Orleans.
- 2014. *Polymer Flooding Pilot Learning Curve*. Paper seleccionado en: *Journal of Petroleum Technology, EOR Operations, SPE. Reservoir Evaluation & Engineering Journal SPE*.

Con el objeto de profundizar la transferencia de la experiencia recogida en el nivel local, hace dos años la Compañía desarrolla, junto con la Universidad Nacional de la Patagonia, San Juan Bosco, un laboratorio de recuperación asistida donde se realizan análisis para la evaluación de polímeros y geles basados en la norma API RP 63. Además contamos con otro grupo de trabajo de similares características en la Universidad Nacional de Buenos Aires, donde hemos retomado los estudios.

Si bien recibimos anualmente visitas de los principales referentes internacionales en la materia, para monitorear el avance del proyecto, la Argentina cuenta con universidades y empresas de servicios/laboratorios, como Inlab S.A., con profesionales sumamente capacitados para trabajar en estos proyectos.

Importancia de este tipo de proyectos para la Cuenca del Golfo San Jorge y la Argentina

El alto grado de madurez de la explotación de petróleo en la cuenca, principalmente en la provincia del Chubut, configura un escenario donde la posibilidad de incrementar, o incluso sostener, la producción y las reservas a largo plazo con las modalidades de desarrollo y explotación corrientes se estrecha paulatinamente.

Es necesario consolidar una visión sustentable y, a nuestro juicio, una de las líneas debe estar focalizada en el “incremento de los factores de recuperación” de los

yacimientos explotados (en la actualidad, en promedio se encuentran entre el 20-25%). Pensemos que incrementar en un 1% este factor representa un volumen equivalente a más de dos años de la producción actual.

De las técnicas empleadas para tal fin, conocidas como EOR (*Enhanced Oil Recovery*), la inyección de polímeros en forma continua es la que presenta muy buenas posibilidades de éxito, sobre la base de los siguientes hechos:

1. Los reservorios son muy heterogéneos, por lo que las eficiencias de barrido areal y vertical son bajas.
2. La mayoría de los crudos son de alta viscosidad.
3. Como consecuencia de los dos puntos anteriores, los factores de recuperación son bajos, aun luego de una

recuperación secundaria prolongada.

4. Los polímeros contribuyen a reducir los efectos negativos de los factores mencionados, aumentando la eficiencia volumétrica de desplazamiento.
5. La adecuación de las instalaciones de recuperación secundaria para incorporar polímeros no es tan complicada y se puede hacer con compañías locales.

El proyecto piloto de polímeros, que ya lleva casi ocho años de explotación, alienta a continuar en esa línea y, a corto plazo, se prevé realizar un piloto de perforación horizontal en la misma zona para intentar incrementar aún más estos factores de recuperación.

La consolidación de estas técnicas requiere que los proyectos tengan continuidad de manera de no perder impulso en la adquisición del conocimiento.

Conclusiones

- Se demostró que la inyección de polímeros con el agua de inyección es una tecnología viable y sustentable para ser utilizada en la Cuenca del Golfo San Jorge; ya que incrementa la producción de petróleo, reduce el porcentaje de agua producida y aumenta los factores de recuperación. En condiciones de precios adecuados es posible pasar luego de un piloto a la masificación en estos tipos de reservorios.
- Unas de las principales claves del éxito de este proyecto implementado es que reunimos personas de mucha experiencia con profesionales jóvenes con ganas de romper paradigmas, acompañados por una dirección que supo soportar durante mucho tiempo que no se dieran los resultados inicialmente esperados. La estrategia primero fue la búsqueda del éxito técnico para luego encarar la optimización económica del proyecto.
- Estos proyectos requieren de tiempos prolongados de desarrollo de la curva de aprendizaje. Para llegar a la masificación es fundamental compartir experiencias de campo y, sobre todo, brindar continuidad en el tiempo.
- En la cuenca del Golfo San Jorge, los factores de recuperación pueden ser mejorados, a pesar de los más de cincuenta años de explotación. Trabajar en proyectos para lograr incrementar dichos factores es uno de los objetivos más importantes que tenemos los profesionales, las operadoras, las compañías de servicios, los sindicatos y la autoridad de aplicación. ■

